

ANEXO A

Resolución AN No. *12039* – Elec.
de *23* de *ene* de 2018

Numerales del Reglamento de Operación

- (NII.1.1) El sistema SCADA, ubicado en las instalaciones del Centro Nacional de Despacho (CND) en la ciudad de Panamá, centraliza la Supervisión Control y Adquisición de Datos recolectados de cada una de las subestaciones a nivel nacional y realiza las funciones de control de la Frecuencia, Voltajes, Control de Generación de las unidades e Intercambio de energía basados en un despacho económico.

También administrará siguiendo las normas indicadas en este Capítulo las alarmas, datos históricos, estado de equipos y otros datos en línea y fuera de línea para la elaboración de reportes y la atención de la operación del SIN.

- (NII.1.4) Las mediciones recibidas en el SCADA del CND deberán cumplir con las siguientes bandas muertas como máximo:

Unidad	Banda Muerta
MW	0.1
MVAR	0.1
MVA	0.1
KV	0.05
AMP	1
FREC	0.005
NIVEL	0.005
FP	0.005
m3/s	0.005
°C	0.005
hPa	0.005
W/m2	0.005

- (NII.1.5) Con referencia a las alarmas y señales asociadas a los estados de los equipos las mismas deberán ser reportadas con estampado de tiempo SOE (Sequence of Event), que permita conocer el instante exacto del cambio de estado en campo. Esta información es requerida para analizar la secuencia de actuación durante eventos y maniobras de recuperación del SIN. Para lograr el objetivo las instalaciones o equipos de los Agentes (UTR, SCADA, protecciones, etc) deben ser sincronizadas por relojes satelitales (GPS).

- (NII.1.6) Los Agentes de Mercado, deberán adquirir e instalar los equipamientos que permitan que la información asociada a sus instalaciones pueda ser integrada al SCADA del CND, para tal fin deberán coordinar con el CND las características asociadas a los equipos de tal forma que su integración sea posible.



(NII.1.7) Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los agentes Generadores, Generadores Renovables No Convencionales, Autogeneradores, y Cogeneradores, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo el control, supervisión y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

Los parámetros a suministrar serán:

1. Control

- Operación Automática o AGC del sistema SCADA, cumpliendo con lo indicado en el artículo MOM.1.29 y MOM.1.30.
- Operación Esclavo, en el que se define un punto de operación deseado a la central de generación desde el sistema SCADA, para las centrales hidroeléctricas que no operen bajo AGC para la regulación secundaria. Esto aplicará siempre y cuando la Planta posea los equipos para tal operación.
- Control Conjunto (subir y bajar carga en MW/minuto) de las unidades generadoras que lo posean.

2. Información de Estatus

- Estatus de posición de cada una de las compuertas de los embalses, y en la descarga según sea el caso.
- Estatus de los interruptores del lado de alta y baja de los transformadores.
- Estatus de los interruptores de las subestaciones de conexión de las centrales de generación y/o recerradores en los puntos de conexión a una línea existente.
- Estatus de los interruptores asociados a las unidades de generación.
- Estatus de los conmutadores "Local – Remoto" de las unidades de generación habilitadas para participar en el Control Automático de Generación.
- Estatus del modo de control del Sistema de Excitación.
- Regulación automática de la tensión (AVR).
- Regulación Manual (corriente de campo).
- Regulación del Factor de Potencia.
- Regulación de MVAR.

3. Medición de tiempo real

- Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR), para cada unidad.

- Medición de voltaje de fase a fase preferiblemente o fase a neutro en su defecto, y frecuencia de cada uno de los Generadores de la Planta de Generación.
- Mediciones de voltaje en el lado de alta del transformador.
- Mediciones de voltaje (kV), Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparante (MVA) en ambos extremos de las líneas.
- Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) de equipos de compensación reactiva.
- Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión.
- Medición del factor de potencia para los transformadores.
- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores, subestaciones y líneas.
- Contadores de Energía entrando y saliendo de la planta: MWh, MVARh.
- En los casos que la central participe de la regulación secundaria en AGC deberá remitirse señal de retroalimentación del comando recibido por el equipo ubicado en la central y destinado a coordinar los mandos hacia las unidades de generación.

4. Mediciones de tiempo real adicionales para centrales hidroeléctricas

- Mediciones de niveles de embalse, desarenador, tanque de presión o cámara de carga, en metros sobre el nivel del mar (msnm), en los casos en los que la central cuenta con una regulación horaria.
- Mediciones de niveles, nivel de descarga, nivel canal de conducción y cota de descarga (aguas abajo) en metros sobre el nivel del mar (msnm).
- Mediciones de flujo canal conducción (m³/s) y flujo turbinado por unidad (m³/s).

En los casos en los que no se cuente con dichas mediciones el Agente debe proporcionar las ecuaciones de cálculo de dichos parámetros con el informe de validación.

5. Mediciones de tiempo real adicionales para las centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales:



Además de los puntos que anteceden y les apliquen, deben enviar la medición en tiempo real de la lectura de su recurso primario (de acuerdo a su tecnología: la irradiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y otros).

La medición de las señales en tiempo real deberá ser por unidad o en casos especiales por grupo de unidades dependiendo de la necesidad para la operación de tiempo real, planificación y/o programación de esta central, para lo cual el CND deberá dar su aval.

(NII.1.8)

Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Distribuidores, Autogeneradores, Cogeneradores que estén conectados directamente a la red de transmisión, así como los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y todos aquellos agentes que vinculen puntos de intercambio de terceros con la Empresa de Transmisión, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

Los parámetros a suministrar serán:

- Estatus de los interruptores asociados a las líneas del agente en sus dos extremos, así como de los transformadores en todos sus devanados y equipos de compensación reactiva.
- Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones previamente acordadas con la Empresa de Transmisión.
- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores y subestaciones.
- Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva (MVAR) y aparente (MVA), en ambos extremos de la línea, para cada devanado de los transformadores y equipos de compensación reactiva.
- Contadores de Energía entrando y saliendo en los puntos fronteras con la Empresa de Transmisión MWh, MVARh.
- Mediciones de voltaje en ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores.
- Mediciones de la posición el Tap del cambiador de toma bajo carga de los transformadores de potencia.
- Mediciones de corrientes por fase, frecuencia y factor de potencia para las líneas de conexión.
- Mediciones de factor de potencia para los transformadores.
 - Estatus de las cuchillas motorizadas y cuchillas de tierras, asociadas a cada una de sus instalaciones.

(NII.1.9)

Para que el CND preste debidamente el servicio de operación integrada a través del SCADA, los Agentes Transportistas y los que posean instalaciones asociadas a los equipamientos de un Agente Transportista, deben contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión, control y suministrar todos los parámetros relacionados. Para este fin deberán entregar toda la información de campo requerida en el SCADA del CND a través de los protocolos DNP Serial, DNP TCP, IEC 870-5-101 e IEC 870-5-104.

Los parámetros a suministrar serán:

- Estatus de los interruptores asociados a las líneas de transmisión, transformadores y equipos de compensación reactiva.
- Activar y desactivar recierres de líneas y protecciones.
- Alarmas generales, condiciones críticas y no críticas de los transformadores, y subestaciones y líneas de transmisión.
- Mediciones de Potencia activa (MW), reactiva(MVAR) y aparente(MVA), en ambos extremos de la línea, para cada devanado de los transformadores y equipos de compensación reactiva
- Medición del factor de potencia para los transformadores y líneas de transmisión.
- Medición de frecuencia para las líneas de transmisión.
- Contadores de Energía entrando y saliendo en los puntos fronteras con la Empresa de Transmisión MWh, MVARh
- Mediciones de voltaje en ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores.
- Mediciones de la posición el Tap del cambiador de toma bajo carga de los transformadores de potencia.
- Mediciones de amperios (fases y neutro) para ambos extremos de las líneas y para cada devanado de los transformadores.
- Estatus de las cuchillas motorizadas y cuchillas de tierras, asociadas a cada una de sus instalaciones.

(NII.10)

Todos los Agentes que estén conectados a la red de transmisión deben contar con los medios de comunicación establecidos en el Tomo II, Capítulo IV de este Reglamento.

(MOM.3.1)

Los trabajos de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento del sistema, deberán coordinarse a través de libranzas. Se consideran dentro de estos, los trabajos que involucren:

1. Hasta el interruptor principal del lado de baja de los transformadores de 230 y 115 KV.
2. La afectación de los equipos de protecciones hasta el lado de baja de los transformadores de 230 y 115 KV.

3. La afectación de las comunicaciones del Mercado Eléctrico.
4. Circuitos pertenecientes a los esquemas de desligue de carga.
5. Los que inhabiliten o pongan en cero las mediciones del SMEC.
6. Afectación al funcionamiento o disponibilidad de unidades de generación.
7. La afectación del SIN en su red de 230 y 115 KV.
8. La afectación a otros Agentes del Mercado.
9. La afectación a la telemetría de las señales del sistema SCADA del CND.
10. La integración de señales de telecontrol para la supervisión remota bajo el SCADA del CND de las instalaciones de los Agentes.